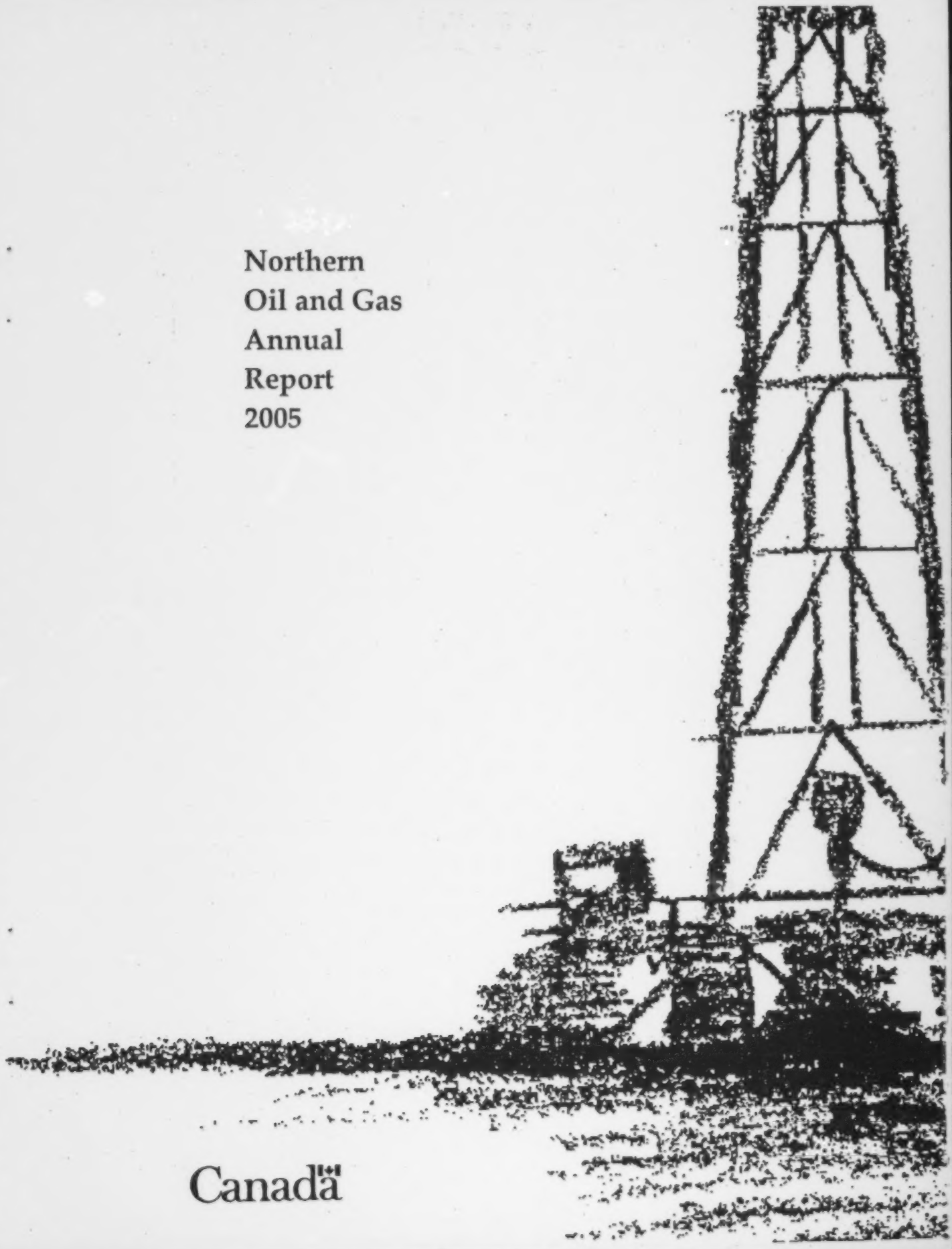
Northern Oil and Gas Annual Report 2005



Canada

Northern Oil and Gas Annual Report 2005

The management of oil and gas resources on Crown lands north of 60° N. latitude in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore is a federal responsibility carried out by the Northern Oil and Gas Branch of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands is exercised under federal legislation. The *Canada Petroleum Resources Act* and its regulations govern the granting and administration of Crown exploration and production rights and set the royalty regime. The *Canada Oil and Gas Operations Act* governs the regulation of petroleum operations and associated benefits requirements. Land, royalty and benefit matters are managed by the department on behalf of the Minister of Indian Affairs and Northern Development while the National Energy Board takes the lead role in approval of operations.

Information on the northern oil and gas regime may be found on the web at: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Published under the authority of the
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 2006
www.ainc-inac.gc.ca
1-800-567-9604
TTY only 1-866-553-0554

QS-8509-060-EE-A1
Catalogue: R71-47/2005E
ISBN: 0-662-43254-1

© Minister of Public Works and Government Services Canada

Cette publication peut aussi être obtenue
en français sous le titre:
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2005

106-05401/

Message fro[m] the Honourable Jim Prentice, P.C., M.P.
Minister of I[ndian Affairs and Northern Development and
Federal Inter[locutor for Métis and Non-Status Indians

Northern oil ar[d gas development has the potential to make an important contribution to sustained economic activ[ity, strong and healthy Aboriginal and Northern communities, and self-sufficiency for the North.

In 2005, import[ant strides were made toward these goals.

Most significan[tly, the Government of Canada has been working hard to prepare for the $7 billion proposed Mack[enzie Gas Project (MGP) and has made investments aimed at facilitating a timely and rigorous regula[tory and environmental review, and alleviating the socio-economic impacts of the planning and c[onstruction of the pipeline project on Aboriginal communities in the Northwest Territories.

In November 2[005, Proponents of the MGP signaled that enough progress had been made on all fronts to proce[d to Environmental Assessment and Regulatory Review hearings, which are now underway. The[environmental assessment and regulatory review processes are key to ensuring that, if approved, th[e MGP proceeds with the proper conditions in place to protect the Northern environment ar[d to bring benefits to Northerners and Aboriginal groups.

I am also pleas[ed to note that overall exploration investment by the oil and gas sector was maintained through 2005. [As a result, there were sustained opportunities for employment and business for residents of ma[ny remote Northern communities.

The year also sa[w two notable events in northern operations: the mobilization of equipment to drill the first offshor[e well in the Beaufort Sea since the end of the 1980s, and the announcement of new exploration suc[cess in the central Mackenzie Valley. Both augur well for continued interest in the oil and gas potenti[al of the North.

I invite you to c[onsult this report for details on the exploration and development of Canada's northern oil anc[l gas resources over the past year.

In accordance w[ith section 109 of the *Canadian Petroleum Resources Act*, I am pleased to table before Parliament this [annual report on the administration of oil and gas lands in the Northwest Territories, Nunavut and th[e northern offshore for the year ending December 31, 2005.

May 3, 2006

Canada's Frontier Lands

Area under the responsibility of the Minister of Indian and Northern Affairs Canada

Table of contents

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES 7
Introduction 7
Oil and gas resources 8

OIL AND GAS MANAGEMENT 10
Rights Issuance 10
Significant Discovery, Commercial Discovery and Development Plan approvals by the National Energy Board 11
Interests Issued in 2005 11
Administration of Interests 13
Exploration licences 13
Security Deposits Being Administered 14
Benefits 14
Environmental Considerations 17
Consultations 17
Environmental Studies Research Funds (ESRF) 17

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH 17
Northern Operations 17

DEVELOPMENT AND PRODUCTION 21

ROYALTIES 24
Regulatory Amendments 24
Audits and Assessments 24
Royalty Administration 24

FURTHER INFORMATION 25
Northern Oil and Gas Branch 25
Other Sources of Information 26

List of Tables

Table 1: Discovered resource inventory 9

Table 2: Commodity prices 9

Table 3: Exploration licences issued as a result of Calls for Bids 12

Table 4: Land disposition (in hectares) 12

Table 5: Land disposition interest type 13

Table 6: Exploration licences 15

Table 7: Drilling statistics - 2005 19

Table 8: Seismic acquisition 19

Table 9: Oil and gas production 21

Table 10: Oil and gas revenues & forfeitures 24

List of Figures

Figure 1: Wells drilled 20

Figure 2: Seismic acquisition 20

Figure 3: Oil production 22

Figure 4: Gas production 22

Figure 5: Producing fields — Southern Northwest Territories 23

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

Introduction

Oil and gas exploration has a long history in the Canadian North, dating back to the discovery oil well drilled at Norman Wells in 1920. The late 1940s and 1950s saw increased exploration in the southern Northwest Territories followed by exploration throughout the North in the period 1960 to 1985, activity stimulated by the "oil price shock" of 1974 and concerns for domestic supply.

Current interest in the North dates from the mid-1990s. Oil and gas exploration and investment began to flow North in 1995 with the issuance of new exploration licences by the Crown in the southern Northwest Territories, closely followed by the central Mackenzie Valley. Subsequently, in 1999 and 2000 companies acquired exploration rights to lands across much of the Mackenzie Delta and adjacent offshore. Although no interests have been issued in the southern Northwest Territories since 1996 and activity has tailed off, oil and gas leasing activities have been sustained through 2005 in the central Mackenzie Valley and in the Beaufort Sea - Mackenzie Delta regions.

The North is recognized as holding an important portion of Canada's undeveloped oil and gas potential. Canada's Northwest Territories, Nunavut and Arctic Offshore hold an estimated 33 percent of Canada's remaining conventionally recoverable resources of natural gas and 25 percent of the remaining recoverable light crude oil. About half of these potential resources are in the western Arctic -- strategically located north of existing infrastructure in the western Provinces. Today, with conventional crude and natural gas production entering decline in the traditional producing areas of the western provinces, northern resources are of keen interest to oil and gas companies, an interest spurred by continuing high oil and gas prices.

In 2005, there were two focal points of activity; the Sahtu region of the central Mackenzie Valley and the Mackenzie Delta. In contrast to the high activity levels of only two years ago, the southern Northwest Territories saw no exploration in 2005 due to the lack of opportunity for industry to access new exploration lands. While the potential for sustained growth in industry investment in this region is excellent, matters outstanding between the Crown and First Nations in the southern Northwest Territories need to be resolved prior to initiating a new cycle of rights issuance in this region.

Given the high potential of Canada's Arctic for both oil and gas, continuing investment in new exploration can be a source of sustainable long term economic growth. However, much of this activity is contingent on the commitment to build the Mackenzie Gas Project (MGP), and the consequent opportunity to develop and produce new gas discoveries should they be made. The MGP comprises development of three anchor fields in the Mackenzie Delta, construction of gathering and processing facilities, and a 1200 kilometre gas transmission pipeline to Alberta. Although production will be initially from the Imperial Oil's Taglu, ConocoPhillips' Parsons Lake and Shell Canada's Niglintgak gas fields in the Mackenzie Delta, the infrastructure built for the project will serve to open up the western Arctic to investment in further petroleum exploration and development both onshore

within the Territories and subsequently in the Arctic offshore. By late 2005, the Project was preparing to enter regulatory hearings for facilities before the National Energy Board, and for environmental assessment before the Joint Review Panel.

Although overall drilling levels dropped slightly in 2005, the year saw two exciting developments on the drilling front. In the Beaufort Sea, Devon Canada began drilling the first offshore well in sixteen years at their Paktoa location, and in the central Mackenzie Valley Husky announced an oil and gas discovery at their Summit Creek B-44 well. This is only the second discovery of oil in the central Mackenzie Valley corridor since the discovery of the major field at Norman Wells in 1920. This well is relatively close to the Enbridge Norman Wells pipeline which has significant spare throughput capacity.

Drilling in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea region increased slightly from 2004 levels (5 wells). Six wells were drilled in the Sahtu region of the central Mackenzie Valley – the same as the previous year. The issuance of six new exploration licences in the central Mackenzie Valley and nomination of six new parcels for the 2005-2006 Call for Bids augurs well for sustained exploration activity in this region.

At year end, six fields were in production in the Northwest Territories. No fields were producing from Nunavut or offshore Arctic waters. Of the producing fields, three gas fields and one oil and gas field are located in the southern Northwest Territories, the Norman wells oil field is in the central Mackenzie Valley, and the Ikhil gas field is in the Mackenzie Delta. Royalties for 2005 decreased by 22 percent due to markedly lower gas production from a major field in the southern Northwest Territories. High prices for both oil and gas served to partially offset lower production in determining the royalty amount.

Oil and Gas Resources

Canada's Northwest Territories, Nunavut, and Arctic Offshore hold an estimated 33 percent of Canada's remaining conventionally recoverable resources of natural gas and 25 percent of the remaining recoverable light crude oil (Drummond Consulting, 2002 – unpublished report).

Potential natural gas resources are roughly split between the Northwest Territories (2.3×10^{12} m^3 or 82 trillion cubic feet – tcf) and Nunavut (2.0×10^{12} m^3 or 71 tcf). (These numbers include the portion lying beneath offshore waters adjacent to the Territories). The Northwest Territories has an ultimate potential for crude oil estimated at 0.9×10^9 m^3 (5.7 billion barrels) and Nunavut has a potential of 0.43×10^9 m^3 (2.7 billion barrels).

Although remote from most existing production infrastructure, the most accessible of these potential resources lie between the border with the provinces at 60 degrees north ($60^{\circ}N$) and the Beaufort Sea in a broad corridor running between the Rocky Mountains and the Canadian Shield. This region, comprising much of the Northwest Territories and adjacent Arctic offshore, is estimated to contain 49 percent of the recoverable gas and 58 percent of the recoverable oil in northern Canada with the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin by far the largest potential contributor.

North of 60, aggregate production from fields in the southern Northwest Territories currently represents all gas exported south into the Provincial pipeline, and 96 percent of oil production comes from the Norman Wells oil field in the central Mackenzie Valley. In the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin, major gas fields at Taglu, Parsons Lake and Nigintgak are the anchor fields proposed for the Mackenzie Gas Project. Some 50 other discoveries in this basin have potential for subsequent development, including Amauligak, a major offshore discovery of both oil and gas.

Although not currently under consideration for conventional development because they are so remote, discovered gas resources in the Arctic Islands are comparable to those in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region. The most promising discoveries are those in the Sverdrup Basin, where past exploration efforts have proven the existence of major gas fields at Drake Point and nearby Hecla with combined resources on 182 x 10^9 m^3 (6.5 tcf). Significant oil discoveries and large unexplored oil potential is also present in this vast region of diverse and varied geology.

Table 1: Discovered Resource Inventory

Region	Crude Oil 10^6 m^3	Million barrels	Natural gas 10^9 m^3	Trillion cubic feet
Northwest Territories	70.5	(443)	178.3	(6.3)
Nunavut	0.9	(6)	190.7	(6.7)
Arctic Offshore	193.0	(1214)	506.5	(17.9)
Total	264.4	(1663)	875.5	(30.9)

Compiled and integrated from several published sources which may underestimate or overestimate actual field resources

Table 2: Commodity prices

	January 2005	December 2005	Average 2005
Oil - C$ per m^3 (Average at Edmonton)	358.58	427.42	436.00
Gas - C$ per GJ (Average AECO)	6.71	10.39	8.21

Sources: Natural Resources Canada

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

The department provides industry with an annual opportunity to obtain exploration rights in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore. The exploration rights are issued pursuant to the *Canada Petroleum Resources Act*.

A Call for Nominations precedes each Call for Bids. The Call for Nominations enables industry to specify blocks of land of interest for subsequent inclusion in a Call for Bids. Crown rights are issued pursuant to an open, competitive bidding process. A single bid evaluation criterion - currently the total expenditure that a bidder would spend on exploration of the land block - is used to determine the successful bidder who is issued an exploration licence of up to nine years. The successful bidder is required to spend the dollar value of the proposed work during the first four or five years of the licence and drill one well during this first period.

In accordance with the provisions of land claims settlement agreements, the department seeks the views and support of aboriginal communities and organizations prior to rights issuance on the terms and conditions of the issuance and related matters. The department is also working towards establishing measures that would meet the needs and provide economic opportunities for those areas without a land claim settlement, primarily in the southern Northwest Territories.

In recent years, the Government of Canada and the Northwest Territories government approved the Protected Areas Strategy (PAS) for the Northwest Territories, to conserve the biological diversity and associated natural and cultural resources in the Northwest Territories. During the consultations with Aboriginal groups on rights issuance, a review is also completed to ensure that lands that may have been nominated through the PAS process are not included in the calls.

The results of the Calls for Nominations that closed late in December 2004 saw seven parcels nominated in the Central Mackenzie Valley. No nominations were received for the Beaufort Sea /Mackenzie Delta nor for the Arctic Islands of Nunavut. All seven parcels were posted in a subsequent Call for Bids which closed on May 17, 2005. On May 18, 2005, the successful bidders were announced and six new Exploration Licences were issued in the Central Mackenzie Valley (EL428 to EL433) covering 446,093 hectares and totaling $58,125,837 of work expenditures. One parcel did not receive a bid.

Late in 2005, three Calls for Nominations were launched with closing dates of November 29, 2005 for the Beaufort Sea/Mackenzie Delta area and December 20, 2005 for the Central Mackenzie Valley, the Arctic Islands of Nunavut and surrounding offshore areas. These Calls for Nominations resulted in two parcels being nominated in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta and six parcels being nominated in the Central Mackenzie Valley. No nominations were received for the Arctic Islands of Nunavut and surrounding offshore areas.

Nominated parcels were included in Calls for Bids launched in late December 2005 and early January 2006. The calls are in effect for the statutory minimum of 120 days.

Significant Discovery, Commercial Discovery and Development Plan approvals by the National Energy Board

Declarations of significant and commercial discovery are the basis for the issuance of significant discovery licences and production licences respectively.

The National Energy Board (NEB) issued eight significant discovery declarations during the calendar year 2005. All were in the Arrowhead area near Fort Liard (Southern Northwest Territories) for wells operated by Anadarko Canada Energy Company. The Board also received two applications for significant discovery declaration during the calendar year 2005. These applications were by Encana Corporation for Umiak wells N-05 and N-16 on EL384 on the Mackenzie Delta.

No commercial discovery declaration or Development Plan applications were received or approved during 2005.

Interests Issued in 2005

Six new exploration licences were issued as a result of the successful Call for Bids in the Central Mackenzie Valley. These include: EL428 and EL430 to Apache Canada Ltd. and Paramount Resources Ltd.; EL429 and EL432 to BG Canada Exploration and Production Inc. and International Frontier Resources Corp.; and EL431 and EL433 to Petro-Canada.

Although eight Significant Discovery Declarations were declared by the NEB, three Significant Discovery Licences were issued in the Mackenzie Valley (SDL123, SDL124 and SDL125) to cover these areas. There was no production licences issued during 2005.

During 2005, a total of eleven exploration licences either terminated by expiry or by surrender, and two licences were partially surrendered.

Table 3: Exploration licences issued as a result of calls for bids since 1995

Region	Number of Licences	Date issued	Licences time-limit (by years)
Southern NWT (Fort Liard)	4	April 1996	7 (4+3)
Central Mackenzie Valley	7	May 1997	8 (4+4)
	6	Aug. 2000	8 (4+4)
	5	Sept. 2001	8 (4+4)
	1	May 2003	8 (4+4)
	4	June 2004	8 (4+4)
	6	May 2005	8 (4+4)
Beaufort Sea / Mackenzie Delta	2	Jan. 1997	9 (5+4)
	4	Sept. 1999	9 (5+4)
	6	Aug. 2000	9 (5+4)
	2	May 2002	9 (5+4)
	1	June 2004	9 (5+4)

Table 4: Land disposition (in hectares) as of December 31, 2005

Region	Exploration Licence	Production Licence	Significant Discovery Licence	Total
Arctic Islands	0	1,224	332,882	334,106
Eastern Arctic Offshore	0	0	11,184	873,684 [1*]
Hudson Bay[5]	0	0	0	126,376 [2*]
Beaufort Sea	864,260	16,618	169,350	1,050,228
Mackenzie Delta	454,337 [4]	2,506	112,037	568,880
Mackenzie Valley	1,229,267	32,842	93,684	1,356,759 [3*]

* Former Permits and/or Pioneer Leases

1 Includes 862,500 hectares in restricted area/under former rights

2 Includes 126,376 hectares in restricted area/under former rights

3 Includes 28,149 hectares under former rights

4 Includes 148,577 hectares (consolidated EL427)

5 Permits under the administration of the Minister of Indian Affairs and Northern Development

Table 5: Land disposition by interest type as of December 31, 2005

Region	Exploration Licence	Production Licence	Significant Discovery Licence	Former Rights [1]
Arctic Islands	0	1	20	0
Eastern Arctic Offshore	0	0	1	30
Hudson Bay	0	0	0	8 [2]
Beaufort Sea	3	1	31	0
Mackenzie Delta	6	1	34	0
Mackenzie Valley	16	21	32	17

[1] Former Permits and/or Pioneer Leases

[2] Permits under the administration of the Minister of Indian Affairs and Northern Development

Administration of Interests

Exploration licences

There were 25 exploration licences active at the end of 2005. This includes those exploration licences for which significant discovery licences have been applied for pending the National Energy Board's (NEB) decision or decisions on the application for significant discovery declaration(s) (SDD) based on the exploratory work conducted. The NEB reviews the data submitted by the applicant in support of its application for the SDD.

Each exploration licence issued as a result of a Call for Bids, requires the interest holder to submit 25 percent of the work expenditure bid as a deposit to ensure that the proponent fulfills the requirement to drill a well within Period 1. During the remaining term of the licence (Period 2), rentals are paid.

Both the work deposit required for Period 1 and the rentals in Period 2 are refundable upon completion and approval of the work undertaken on the licence. Administration of the deposits includes the application of the allowable expenditures which are submitted as exploratory work is completed. Deposit administration is ongoing throughout the year as new deposits are received for the rentals due in Period 2 and / or amendments are made with respect to those already in the system.

Security deposits being administered as of December 31, 2005

Refundable work deposits of Period 1 (refunded at $1 for each $4 spent) = $112,000,000
Refundable rentals of Period 2 (refu. ed at $1 for each $1 spent) = $4,100,000

Benefits

Section 21 of the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) requires a benefit plan for any work or activity on any frontier lands that are subject to an interest (primary examples of an interest are the Exploration Licences issued pursuant to CPRA). When oil and gas exploration and development are undertaken in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore, the proponent must ensure full and fair opportunity on a competitive basis to employment, training and business opportunities for Northerners and other Canadians. The proponents generally will look to communities in close proximity to the project to ensure full and fair access to all opportunities is available. The seasonal nature of employment in the oil and gas industry's northern exploration activities fits well with the dual traditional economy/wage economy of many communities.

Late in 2005, after more than a decade of no activity in the offshore, industry returned to Beaufort Sea with an exploration well. Higher levels of exploration in the Central Mackenzie Valley and, to a lesser extent, ongoing exploration in the Mackenzie Delta and development activity on existing fields in the Southern Mackenzie Valley have created significant employment, training and procurement opportunities for Canadians and northerners. The communities of Deline and Tulita saw increased oil and gas exploration activity leading to higher levels of local employment and business contracting.

The Northern Oil and Gas Branch works closely with the Petroleum Development Division (Division) in INAC's Northwest Territories Regional Office in Yellowknife. Since 2001 the Division has had the lead responsibility for the administration of benefits plans for exploration activities in the Northwest Territories. The Division maintains open communications with the Inuvialuit, First Nations and northern communities and works to better understand their benefits issues and concerns and to increase public understanding of the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) benefits plan requirement. The Division has now taken on the lead role in the annual rights issuance discussions with northern communities.

Table 6: Exploration Licences

Licence Number	Area (ha)	Representative [1]	Issue date (y.m.d)	Well to be drilled by (y.m.d)		Expiry date (y.m.d)	Work bid amount (in $)
Beaufort Sea/Mackenzie Delta							
EL317 [2]	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329 [2]	349,982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384 [3]	53,961	Encana Corporation	1997.01.06	2006.01.05	✓	2006.01.05	-
EL394	73,155	Chevron Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	42,375,000.00
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	81,876,595.88
EL418	37,436	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1,100,000.00
EL419[4]	72,311	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	105,293,760.00
EL420[4]	338,469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224,069,655.56
EL427-404[4] Area "A"	73,608	BP Canada Energy Co.	2004.09.20	2005.08.14	✓	2009.08.14	
EL427-417[4] Area "B"	18,912	Chevron Canada Resources Ltd.	2004.09.20	2007.05.13		2011.05.13	151,758,288
EL427-422[4] Area "C"	56,057	Chevron Canada Resources Ltd.	2004.09.20	2009.06.07	✓	2013.06.07	
Mainland – Central Mackenzie Valley							
EL397	134,565	Husky Oil Operations	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	16,580,000.00
EL399	120,496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	8,400,000.00
EL401	50,188	EOG Resources Canada	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12,750,000.00
EL413	80,464	Dual Exploration Inc.	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	2,000,000.00
EL414	84,880	Apache Oil	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	10,750,000.00
EL421	79,668	Cdn.Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1,108,650.00
EL423	90,632	Husky Oil Operations	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	24,800,000.00

Licence Number	Area (ha)	Representative [1]	Issue date (y.m.d)	Well to be drilled by (y.m.d)		Expiry date (y.m.d)	Work bid amount (in $)
EL424	80,608	Paramount	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL425	27,230	Petro-Canada	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	22,000,000.00
EL426	36,728	Paramount	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL428	81,008	Apache Oil	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3,200,000.00
EL429	82,880	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	12,500,000.00
EL430	51,637	Paramount	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3,510,000.00
EL431	78,516	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	2,787,792.16
EL432	64,048	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	4,000,000.00
EL433	88,004	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	32,128,044.96

1 These representatives are current to date of draft i.e. February 2006

2 Under work prohibition orders.

3 Land exchange for Cape Bathurst former permits.

4 Consolidation per s. 25(3) of the *Canada Petroleum Resources Act*
Note that on consolidated licences, one well may not be sufficient to hold all lands in the licence, depending on the terms and consolidation.

√ Well requirement met as of year end. The drilling of one exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2. Other drilling requirements may be required for licences issued in exchange of former permits.

Environmental Considerations

Consultations

Before issuing a Call for Nominations, consultations are held with northern Aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including ones holding special interest for cultural or spiritual reasons. The Department of Indian Affairs and Northern Development also consults with other federal departments, territorial governments, and agencies. Environmental considerations play an important role when issuing land use permits, water licences, and all work authorizations. The terms and conditions of a Call for Nominations and Bids reflect the results of this consultation process.

Environmental Studies Research Funds (ESRF)

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands.

Continuing with the resurgence of oil and gas activity in the North, as well as forecasting the need for continuing state of the art research, the ESRF Management Board continued their study program for 2005, funded by a levy agreed to by industry representatives and approved by the Minister. The study program approved for the North by the ESRF Management Board for 2005 amounts to $416,522.

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH

Northern Operations

Expenditures on oil and gas activities are estimated at $395 million for 2005, compared with $184 million in the previous year. The estimate includes costs for exploration, delineation and development drilling; well completion and abandonment; and geophysical and geological programs. New well costs amounted to $192 million and re-entries of existing wells amounted to $144 million with the balance of expenditures largely taken up by seismic surveys. New drilling was down, with only thirteen wells, compared with nineteen in 2004. Eleven of these were classified as exploratory.

Overall, exploration drilling levels were sustained in the Mackenzie Delta, and in the central Mackenzie Valley (Sahtu). In contrast, there was no exploratory drilling in the southern Northwest Territories. In this region, only two new development wells were drilled at the Cameron Hills, a marked drop over the previous year. However, several wells were re-entered for work-overs to stimulate production.

Drilling operations are summarized in Table 7. Total metres drilled in the Northwest Territories (including both exploratory and development wells) dropped slightly to 24,893 m from 28,418 m in 2004. In comparison, 88 percent of drilling was exploratory compared with only 64 percent the previous year. There were no oil and gas drilling operations in Nunavut or the northern offshore.

In the central Mackenzie Valley, exploratory drilling was concentrated near Lac Maunoir, 50 kilometres northeast of the community of Colville Lake. Operator Apache/Paramount drilled 3 wells in this area on EL399. The same operator also drilled two wells on EL 414 near Turton Lake, some 75 kilometres north of Norman Wells. Two wells were also re-entered at the Nogha gas discovery.

On the Mackenzie Plain, 60 kilometres south of the community of Tulita, Husky Energy acting as operator with partners Northrock Resources, EOG Resources Canada, Pacific Rodera Energy and International Frontier Resources, drilled 2 wells, one on EL397 and the other on Sahtu private land block M-38. The companies subsequently announced the Summit Creek B-44 well drilled on EL399 to be a discovery with significant flows of both gas and oil. Husky reported tests at combined rates of approximately 20 million cubic feet of gas per day (567 x 10^3 m^3/d) and in excess of 6,000 barrels per day of light oil and condensate (954 m^3/d), with 1,000 barrels per day of water (159 m^3/d) from one of the two tested intervals. The Summit Creek discovery is the first in the central Mackenzie Valley since Norman Wells was discovered in 1920. (Husky Energy Inc Press Release October 12, 2005)

Five exploratory wells were drilled in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area in 2005. Onshore, three exploratory wells (Olivier H-01, 2H-01and 3H-01) were directionally drilled by Chevron from the same well pad on EL427 (western Richards Island). On the northeastern Mackenzie Delta, Encana followed up their 2004 drilling program with a second Umiak well on EL384.

In December, Devon Canada commenced an offshore well in the Beaufort Sea at the Paktoa well site on EL420. This well is the first to be drilled offshore in the Beaufort Sea in sixteen years. To drill the well Devon reconditioned and mobilized the Steel Drilling Caisson (SDC) offshore drilling unit. This was towed onto location in Fall of 2005 and ballasted down onto the seabed to await formation of land-fast ice prior to commencing drilling at year end. Water depth at the well site is 13.2 metres.

Drilling operations (re-entries) commenced December 28, 2004 in the southern Northwest Territories, with new wells commenced on January 31 in the central Mackenzie Valley and on December 19, 2004 in the Mackenzie Delta. Winter drilling operations ended on April 6, 2005 in the central Mackenzie Valley. Drilling operations on the Mackenzie Delta were suspended on April 23.

Twelve industry geophysical and geological programs were authorized by the National Energy Board in 2005. This total comprised six field seismic acquisition programs totaling 564 km of 2-dimensional (2D) in four programs and 635 km^2 of 3D seismic in two programs. In addition, one geotechnical program, three geological field parties and two gravity surveys were authorized. The geological/geophysical programs are summarized in Table 8.

Table 7: Drilling Statistics - 2005

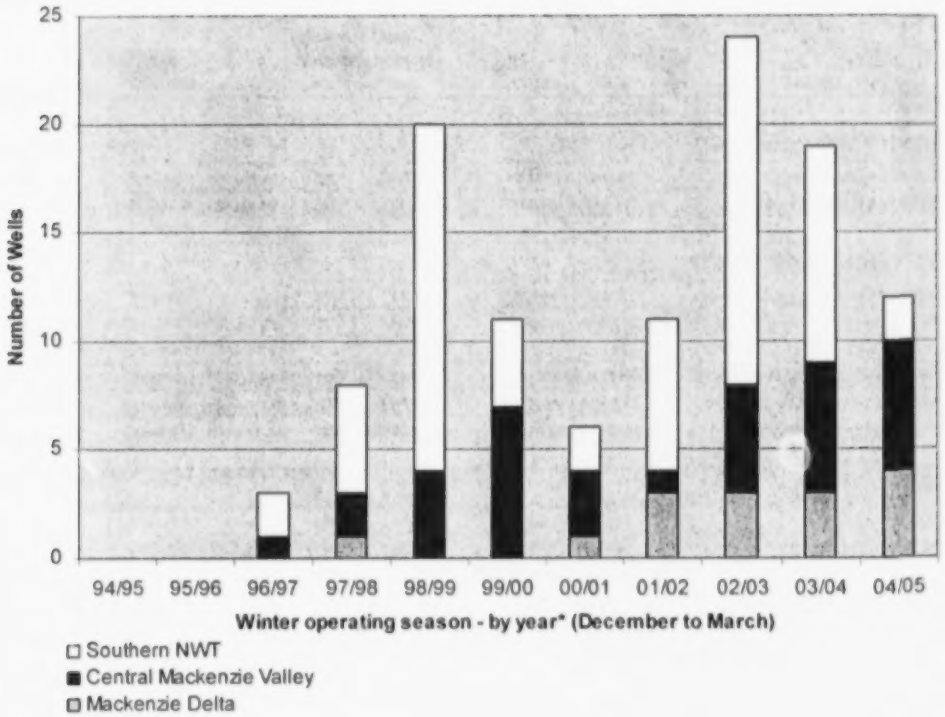
WELL NAME	LAT	LONG	CLASS[1]	Total Depth (m)	Meters drilled in 2004	Begun	Rig Released	STATUS[2]	RIG	LICENCE[3]
Southern Territories										
PARAMOUNT ET AL CAMERON 2F-73	60.0401	-117.4914	D	1558	1562	6-Mar-05	17-Mar-05	P&S	Precision 247	PL004
PARAMOUNT ET AL CAMERON 2M-73	60.0479	-117.4922	D	1494	1522	20-Mar-05	28-Mar-05	P&S	Precision 247	PL004
Central Mackenzie Valley										
APACHE PARAMOUNT LAC MAUNOIR A-67	67.2677	-125.1912	E	937	1070	31-Jan-05	22-Feb-05	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT EAST LAC MAUNOIR L-80	67.3285	-124.9969	E	945.8	1221	15-Feb-05	11-Mar-05	P&S	Nabors 8	EL399
APACHE PARAMOUNT TURTON LAKE G-47	65.9403	-126.6381	E	1856.5	1465	24-Feb-05	30-Mar-05	P&S	Nabors 62	EL414
APACHE PARAMOUNT LAC MAUNOIR E-35	67.2410	-125.1211	E	937	1011	26-Feb-05	11-Mar-05	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT TURTON LAKE L-23	65.8772	-126.5861	E	1925.5	551	15-Mar-05	30-Mar-05	P&S	Nabors 62	EL414
NORTHROCK ET AL SAH CHO L-71	64.5348	-125.7423	E	3700	3674	23-Jan-05	26-Mar-05	P&S	Akita 51	M38
Mackenzie Delta										
CHEVRON ET AL OLIVIER H-01	69.1719	-136.0040	E	3510	3480.5	19-Dec-04	9-Apr-05	P&S	Akita 63	EL422
CHEVRON ET AL OLIVIER 2H-01	69.1719	-136.0040	E	3140	3092	10-Mar-05	23-Apr-05	P&A	Akita 63	EL422
CHEVRON ET AL OLIVIER 3H-01	69.1719	-136.0040	E	3140	2696	9-Apr-05	25-Apr-05	P&S	Akita 63	EL422
ENCANA ET AL UMIAK N-05	69.4157	-134.2722	E	3625	3549.4	23-Jan-05	8-Apr-05	P&S	Akita 62	EL384
DEVON PAKTOA C-60	69.6525	-136.4867	E	2165		5-Dec-05		P&S	SDC	EL420

[1] Class E=exploratory, D=delineation, P=production
[2] Status P&S=plugged and suspended, P&A=plugged and abandoned , PR=production
[3] Licence EL=Exploration Licence, SDL=Significant Discovery Licence, PL=Production Licence, SA=Sahtu Lands

Table 8: Seismic acquisition

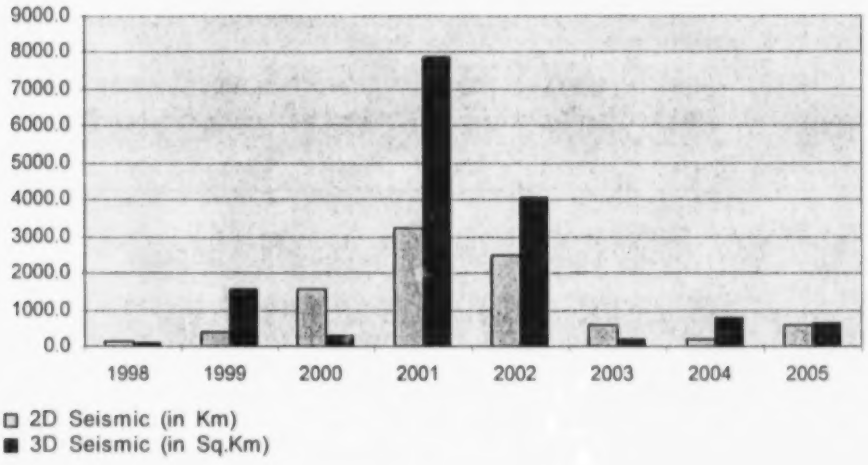
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
2D Seismic (in Km)	171.0	381.0	1554.0	3251.0	2506.0	586.0	189.0	564.0
3D Seismic (in Sq.Km)	94.5	485.0	307.0	7893.0	4060.0	194.0	804.0	635.0

Figure 1: Wells drilled



*Excludes Norman Wells development drilling

Figure 2: Seismic acquisition



DEVELOPMENT AND PRODUCTION

At year-end, six fields were on production in the Northwest Territories. No fields were producing from Nunavut or offshore Arctic waters. Of the producing fields, three gas fields and one oil and gas field are located in the southern Northwest Territories. All are operated by Paramount Resources Ltd. One field near Fort Liard (Fort Liard "P-66A") was abandoned during the course of the year. These fields are connected by short trans-border pipelines to connect to the pipeline network in British Columbia for the three remaining gas fields near Fort Liard, and to Bistcho, Alberta for the Cameron Hills field. The large Norman Wells oil field in the central Mackenzie Valley is the northern anchor for the Enbridge Norman Wells oil pipeline which terminates in Zama, Alberta. The Ikhil gas field on the Mackenzie Delta produces gas through a 50 kilometre pipeline to Inuvik where the gas is used for power generation and heating.

Total natural gas production in the Northwest Territories in 2005 was 467.2 x 10^6 m^3 (16.5 billion cubic feet), a drop of 34.5 percent over the previous year. This can be mainly attributed to the 60 percent decline in production from the Fort Liard "K-29" field.

Total oil production was 1089.8 x 10^3 m^3 (6.85 million barrels), a drop of 12 percent over the previous year. Of this amount, 96 percent was from Imperial Oil's Norman Wells field. The overall volume reduction represents the anticipated steady decline from Norman Wells. Paramount's Cameron Hills field in the southern Northwest Territories provided the remaining 4.3 percent.

Table 9: Oil and Gas Production

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Oil Production (thousands of m^3)						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	1434.3	1432.2	1375.4	1254.6	1186.7	1042.6
Cameron Hills (G010 - Paramount)			1.1	28.5	48.6	47.2
Total	**1434.3**	**1432.2**	**1376.5**	**1283.1**	**1235.3**	**1089.8**
Gas Production (millions of m^3)						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	125.6	130.2	123.3	108.6	103.7	102.4
Ikhil (G005 - AltaGas)	10.0	13.2	14.8	15.2	16.1	15.7
Fort Liard (G-006 -"F-36" - Paramount)	66.3	71.8	38.8	16.5	11.2	50.7
Fort Liard (G007 - "K-29" – Paramount)	490.1	1213.6	834.1	680.3	465.4	203.3
Southeast Fort Liard (G009 - "N-01" - Paramount)		33.2	61.9	51.1	48.1	38.8
Cameron Hills (G010 - Paramount)			124.1	98.9	68.5	56.3
Total	**769.2**	**1472.9**	**1197.0**	**980.4**	**713.0**	**467.2**

Figure 3: Oil production

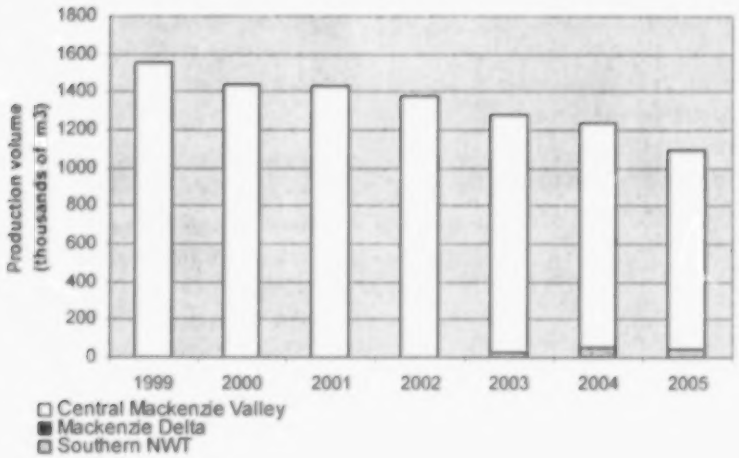


Figure 4: Gas production

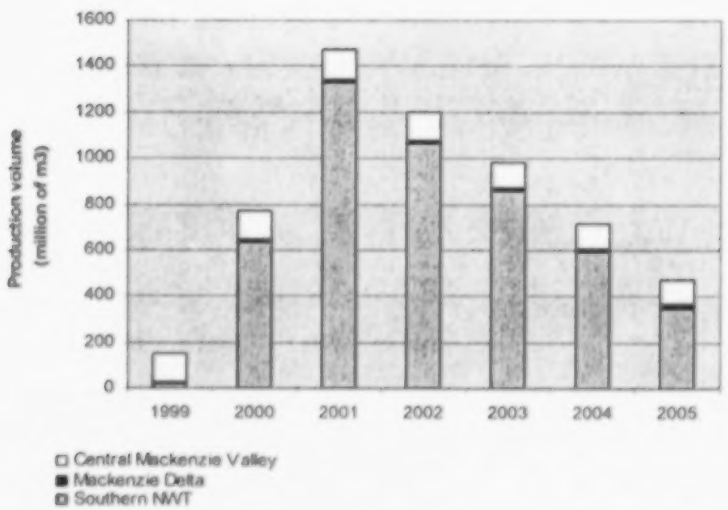
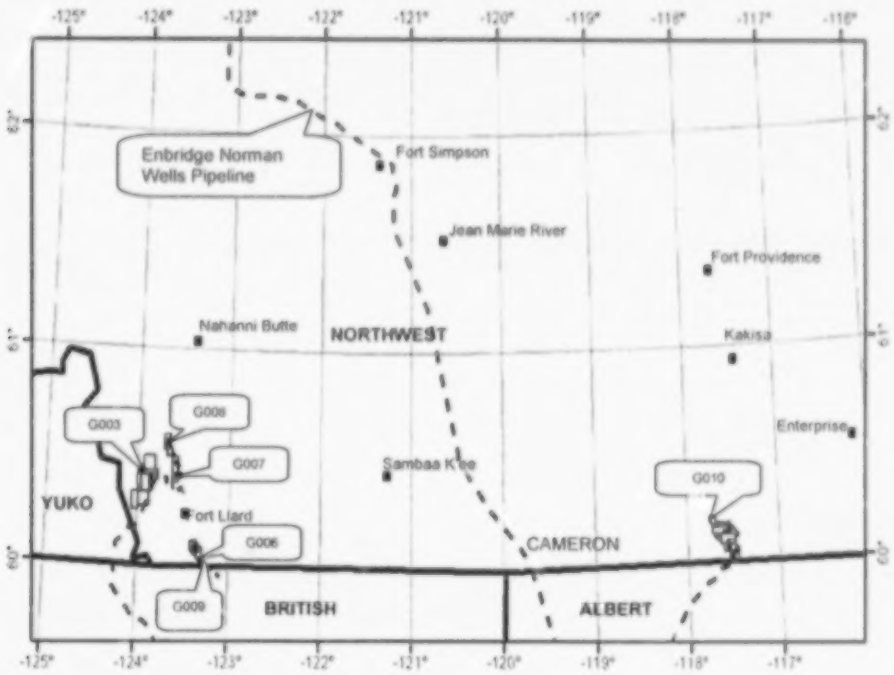


Figure 5: Production fields – Southern Northwest Territories



Field Code	Field Name	Licenses
G003	Pointed Mountain	PPL 01- 09
G006	Paramount Fort Liard "F-36"	PL 07, PL08
G007	Chevron Fort Liard "K-29"	PL09, PL11
G008	Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A"	PL10
G009	Paramount Southeast Fort Liard "N-01"	PL12
G010	Paramount Cameron Hills	PL03-05, PL13-18

ROYALTIES

Royalties paid from northern oil and gas production for the calendar year 2005 were $16,053,210. This 22 percent decrease in royalties is mainly attributable to lower oil and gas production from the southern Northwest Territories and central Mackenzie Valley.

Higher prices for both oil and gas served to partially offset lower production in determining royalty.

Table 10: Oil and gas revenues & forfeitures (C$)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Royalty	13,433,264	24,656,709	21,751,369	24,492,180	20,558,915	16,053,210
Rentals	2,800	993	2,621	978	61,111	66,500
Issuance/ Registration Fees	51,589	12,733	17,800	5,471	8,600	13,500
Work Deposit Forfeitures	1,342,385	0	2,392,150	954,812	16,933,374	26,228,000
Total	14,830,038	24,670,435	24,163,940	25,453,441	37,562,000	42,361,210

Regulatory Amendments

A project is underway to review and modernize the Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations. The project's objectives are to identify areas where the regulations could be modernized to better meet today's operating practicalities, to strengthen royalty accountability and assurance, improve fairness, and stream line royalty administration.

Audits and Assessments

One new audit was initiated in 2005. A second audit initiated in 2004 was also still ongoing.

One assessment was issued in the year based on an audit completed in 2004.

Royalty Administration

The initiative to develop of a new web-based royalty management system, including the redesign and streamlining of the royalty forms, was ongoing. Industry representatives are active participants in both projects which are to be completed in 2007.

FURTHER INFORMATION

Northern Oil and Gas Branch

Please check our website first at www.ainc-inac.gc.ca/oil

Many sources of information on oil and gas, environmental, and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Mailing address:

Northern Oil and Gas Branch
Oil and Gas Management Directorate
Department of Indian and Northern Affairs
OTTAWA ON K1A OH4

Courier only:

Northern Oil and Gas Branch
Oil and Gas Management Directorate
10th Floor, 25 Eddy Street
GATINEAU QC K1A 0H4
Telephone: (819) 997-0877
Fax: (819) 953-5828
Internet: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids, and other related information: Land Tenure – Telephone: (819) 997-0221

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices, and maps: Rights Administration/Registrar – Telephone (819) 953-8529

Information on northern exploration history and geological / geophysical activities: Senior Petroleum Geologist – Telephone: (819) 953-8722

Information on Benefits Plan requirements associated with new exploration programs on land in the Northwest Territories is available from the department's Northwest Territories Regional office – Telephone (867) 669-2618; and for Nunavut and northern offshore, the information is available from the Oil and Gas Management Directorate – Telephone (819) 994-0348.

Information on royalty policy and royalty submissions: Manager, Fiscal Policy and Royalty Administration – Telephone: (819) 953-9488

Petroleum Development and Benefits Division
Northwest Territories Regional Office
Department of Indian and Northern Affairs
4914-50th Street, P.O. Box 1500
YELLOWKNIFE NT X1A 2R3
Telephone: (867) 669-2618 / Fax: (867) 669-2409

Other Sources of Information

Through the offices of the National Energy Board at the address below, information on the following is available

- The Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation, and export.
- The Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records.
- The Environmental Directorate provides the Secretariat for the Environmental Studies Research Funds Management Board.

National Energy Board (NEB)
444 Seventh Avenue SW
CALGARY AB T2P 0X8
Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

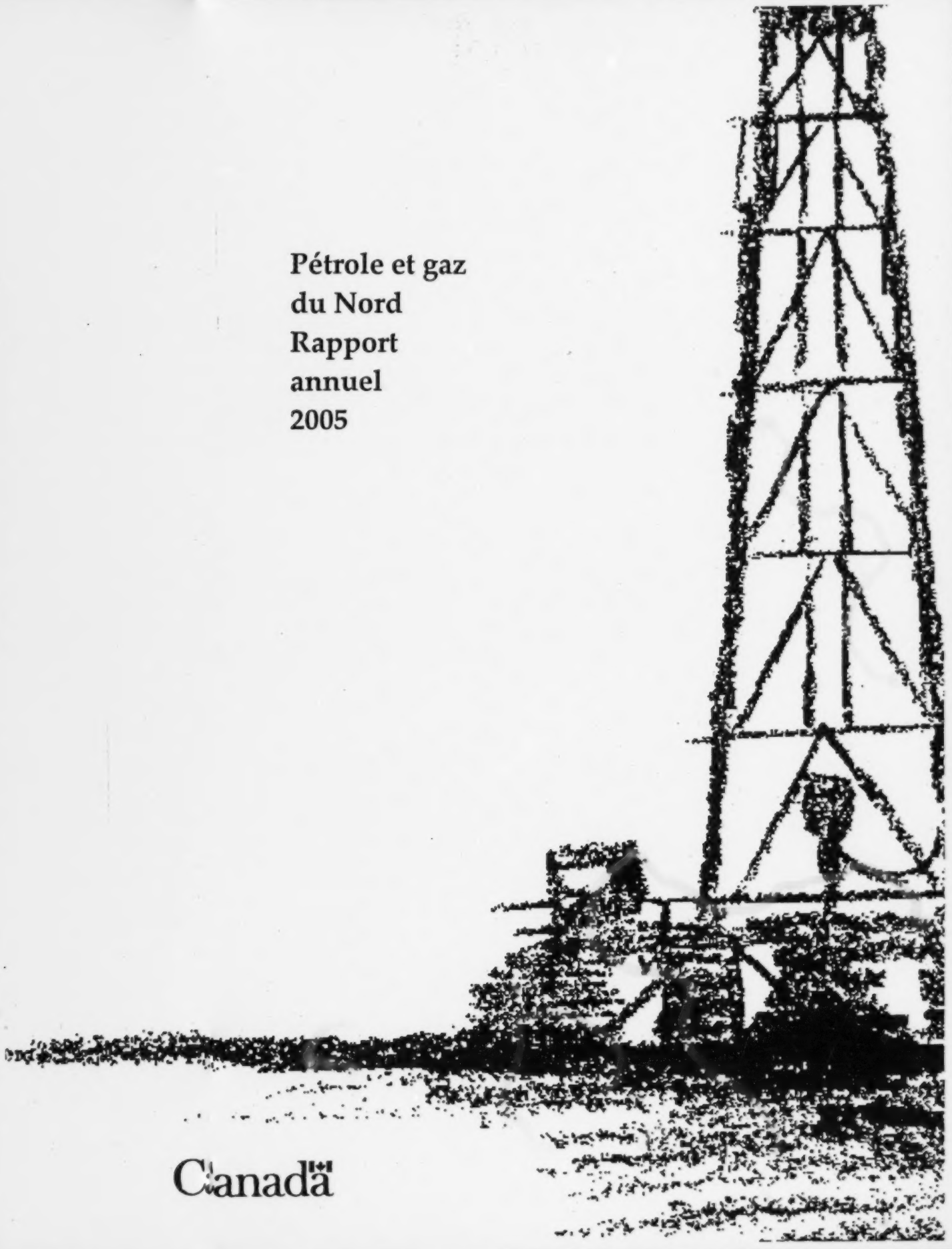
Geological Survey of Canada Calgary provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled north of 60°N at its offices at:

Geological Survey of Canada Calgary
3303-33rd Street NW
CALGARY AB T2L 2A7
Telephone: (403) 292-7000
Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:

Iris A. Hardy, Curator National Marine Geoscience Collection
Geological Survey of Canada Atlantic
Core Storage and Laboratory
Bedford Institute of Oceanography
P.O. Box 1006
DARTMOUTH NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127
Fax: (902) 426-4465
Email: ihardy@nrcan-rncan.gc.ca

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2005



Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2005

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/.

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Publié avec l'autorisation du
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien,
Ottawa, 2006
www.ainc-inac.gc.ca
1 800 567-9604
ATME seulement 1 866 553-0554

QS-8509-060-FF-A1
Catalogue: R71-47/2005F
ISBN: 0-662-71755-4

© *Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux Canada*

This publication is also available in
English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2005

Message de l'honorable Jim Prentice, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et
Interlocuteur fédéral auprès des Métis et des Indiens non inscrits

La mise en valeur des ressources pétrolières et gazières du Nord est susceptible de contribuer de façon importante à la viabilité de l'activité économique, à l'établissement de collectivités autochtones et nordiques fortes et en santé et à l'autosuffisance du Nord.

En 2005, d'importants progrès ont été réalisés en ce sens.

Notamment, le gouvernement du Canada s'affaire aux préparatifs du Project gazier Mackenzie (PGM), évalué à 7 milliards de dollars. Par ailleurs, il a engagé des fonds en vue de faciliter la réalisation en temps opportun d'un examen réglementaire et environnemental rigoureux et d'atténuer les répercussions socio-économiques associées à la planification et à la mise en œuvre du projet de pipeline pour les collectivités autochtones dans les Territoires du Nord-ouest.

En novembre 2005, les promoteurs du PGM ont fait savoir que des progrès suffisants ont été accomplis sur tous les fronts pour pouvoir procéder à la tenue d'audiences dans le cadre de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire. Ces audiences se déroulent actuellement. Les processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire sont déterminants pour garantir qu'advenant l'approbation du PGM, les conditions idéales seront en place pour protéger l'environnement du Nord et faire en sorte que les habitants du Nord et les groupes autochtones tirent profit des retombées du projet.

Je suis également heureux de constater que l'industrie pétrolière et gazière a maintenu son investissement global d'exploration tout au long de l'année. Les occasions d'emploi et d'affaires pour les résidents de plusieurs collectivités nordiques éloignées se sont donc multipliées.

Par ailleurs, l'année qui vient de s'écouler a été marquée par deux événements notables en ce qui a trait aux activités dans le Nord : la mobilisation de l'équipement destiné au forage du premier puits sous-marin dans la mer de Beaufort depuis la fin des années 1980 et l'annonce de nouvelles percées dans l'exploration de la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Ces deux événements devraient susciter un intérêt accru dans les ressources pétrolières et gazières du Nord.

Je vous invite à consulter ce rapport pour obtenir plus de renseignements sur l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières du Nord du Canada au cours de l'année qui vient de s'écouler.

En vertu de l'article 109 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, c'est avec plaisir que je dépose devant le Parlement ce rapport annuel sur l'administration du pétrole et du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, la zone extracôtière du Nord et au Nunavut pour l'année se terminant le 31 décembre 2005.

Le 3 mai 2006

Terres domaniales du Canada

Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Table des matières

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD 7
Introduction 7
Ressources en gaz et en pétrole 8

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 10
Attribution des droits 10
L'approbation par l'Office National de l'énergie des découvertes importantes des découvertes exploitables et des plans de mise en valeur 12
Attribution des intérêts en 2005 12
Administration des intérêts 14
Permis de prospection 14
Administration des dépôts de garantie 15
Retombées économiques 15
Considérations environnementales 18
Consultations 18
Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) 18

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 18
Activités dans le Nord 18

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION 22

LES REDEVANCES 25
Examen de la réglementation 25
Vérifications et évaluations 25
Administration des redevances 25

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES 26
La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord 26
Autres sources d'information 27

Tableaux

Tableau 1: Bilan des ressources découvertes 10

Tableau 2: Prix des produits de base 10

Tableau 3: Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres 13

Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) en date du 31 décembre 2005 13

Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres en date du 31 décembre 2005 14

Tableau 6: Permis de prospection 16

Tableau 7: Statistique sur le forage - 2005 20

Tableau 8: Acquisition de données sismiques 20

Tableau 9: Production de pétrole et de gaz 22

Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadien) 25

Diagrammes

Diagramme 1: Puits forés 21

Diagramme 2: Acquisition de données sismiques 21

Diagramme 3: Production du pétrole 23

Diagramme 4: Production du gaz 23

Diagramme 5: Champs productifs - partie sud des Territoires du Nord-Ouest 24

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD

Introduction

L'exploration pétrolière et gazière dans le Nord Canadien a une longue histoire. Elle débute dans les années 1920, par le forage du puits de pétrole productif de Norman Wells. Pendant les années quarante et cinquante, les activités de prospection se sont accélérées dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest, avant de se propager dans tout le Nord, entre 1960 et 1985, à la suite du choc pétrolier de 1974 et l'inquiétude relative à l'approvisionnement national en hydrocarbures.

L'intérêt actuel pour le Nord remonte au milieu des années 1990. Le Nord a commencé à attirer les activités d'exploration et les investissements en 1995, lorsque la Couronne a délivré de nouveaux permis de prospection visant la région sud des Territoires du Nord-Ouest, puis la vallée centrale du Mackenzie. Par la suite, en 1999 et 2000, des sociétés ont acquis des droits d'exploration pour la majorité des terres du delta du Mackenzie et des zones extracôtières adjacentes. Bien qu'aucun intérêt n'ait été attribué dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest depuis 1996 et que les activités se soient atténuées, les activités de concession pétrolière et gazière se sont poursuivies tout au long de 2005 dans la vallée centrale du Mackenzie et dans les régions de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie.

Il est bien connu que le Nord recèle une portion considérable du potentiel pétrolier et gazier non exploité du Canada. Les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique renferment environ 33 % des ressources en gaz récupérables par des méthodes classiques et 25 % des ressources récupérables résiduelles en brut léger. La moitié des ressources potentielles se trouve dans l'Arctique de l'Ouest et, stratégiquement parlant, juste au nord de l'infrastructure existante des provinces de l'Ouest. De nos jours, en raison du déclin de la production classique de brut et de gaz dans les zones productrices traditionnelles des provinces de l'Ouest, les ressources du Nord intéressent vivement les sociétés pétrolières et gazières. Les prix élevés du pétrole et du gaz moussent également cet intérêt.

En 2005, des activités se sont déroulées dans deux centres : la région du Sahtu, dans la vallée centrale du Mackenzie et dans le delta du Mackenzie. Alors qu'il y a seulement deux ans, la région sud des Territoires du Nord-Ouest présentait une grande activité, aucune exploration n'a été réalisée en 2005 puisque l'industrie n'a pas été en mesure d'accéder à de nouvelles zones d'exploration. Bien que les possibilités d'accroissement soutenu des investissements de l'industrie dans cette région particulière soient excellentes, des questions en souffrance entre la Couronne et les Premières nations du Sud des Territoires du Nord-Ouest devront être résolues avant d'entreprendre un nouveau cycle d'émission de permis pour cette région.

Vu le fort potentiel de l'Arctique canadien, les investissements continus dans de nouvelles activités d'exploration pourraient entraîner l'accroissement durable et à long terme des possibilités économiques. Toutefois, ces

activités dépendent pour la plupart de l'engagement à aménager le Projet gazier du Mackenzie (PGM) et des possibilités résultantes d'exploitation et de production des nouvelles découvertes de gaz, le cas échéant. Le PGM prévoit la mise en valeur de trois champs pivots dans le Delta du Mackenzie, la construction d'installations de captage et de traitement et un gazoduc de 1200 km jusqu'en Alberta. Bien qu'au départ la production du delta du Mackenzie proviendra des champs gaziers Taglu de l'Imperial Oil, Parson Lake de la ConocoPhillips et Niglintgak de Shell Canada, l'infrastructure construite pour le projet contribuera à ouvrir l'Arctique de l'Ouest aux investisseurs attirés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, à l'intérieur des Territoires et, par la suite, dans les zones extracôtières arctique. Fin 2005, les promoteurs du PGM se préparaient aux audiences réglementaires de l'Office national de l'énergie visant les installations, et à l'évaluation environnementale par la commission d'examen conjointe.

Bien que, globalement, on ait dénoté une baisse dans les forages en 2005, on peut signaler deux développements intéressants : Devon Canada a entamé le premier forage extracôtier dans la mer de Beaufort depuis seize ans, à son site de Paktoa, et Husky a annoncé la découverte de pétrole et de gaz dans leur puits Summit Creek B-44, dans la vallée centrale du Mackenzie. Il s'agit de la seconde découverte de pétrole dans le corridor de la vallée centrale du Mackenzie, depuis la découverte du grand champ de Norman Wells en 1920. Ce puits est assez proche de l'oléoduc Norman Wells d'Enbridge, dont la capacité de transport excède les besoins.

Les opérations de forage dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort ont été légèrement supérieures à celles de 2004 (cinq puits). On a également foré six puits dans la région de Sahtu, située dans la vallée centrale du Mackenzie, le même nombre qu'en 2004. La délivrance de six nouveaux permis d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et l'annonce d'un appel d'offre en 2005-2006 pour six nouvelles parcelles présagent bien de la poursuite soutenue des activités d'exploration dans la région.

À la fin de l'année, six gisements étaient exploités dans les Territoires du Nord-Ouest. Il n'y avait, par contre, aucune activité de production en cours au Nunavut et au large des côtes de l'Arctique. Parmi les gisements productifs, trois champs de gaz et un gisement pétrolier et gazier sont situés dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest, le gisement pétrolier de Norman Wells repose sous la vallée centrale du Mackenzie et le champ de gaz Ikhil est enfoui dans le delta du Mackenzie. Les redevances pour la période de 2005 ont connu une diminution de 22%, attribuable à la baisse sensible de la production de gaz naturel dans un gisement important au sud des Territoires du Nord-Ouest. Dans le calcul des redevances, les prix élevés du pétrole et du gaz naturel ont permis de compenser, en partie, la baisse de production.

Ressources en gaz et en pétrole

Selon les estimations, les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique recèlent quelque 33 % des ressources en gaz récupérable par les méthodes classiques et 25 % des ressources récupérables résiduelles de brut léger

(Drummond Consulting, 2002, rapport non publié).

Les réserves potentielles de gaz des Territoires du Nord-Ouest ($2,3 \times 10^{12}$ m³ ou 82 billions de pieds cubes — Bpc) et du Nunavut ($2,0 \times 10^{12}$ m³ — 71 Bpc) sont plus ou moins équivalentes. (Ces données couvrent la partie qui repose sous les zones extracôtières bordant les Territoires). Le potentiel global des Territoires du Nord-Ouest en pétrole brut est estimé à $0,9 \times 10^{9}$ m³ (5,7 milliards de barils), alors que celui du Nunavut est évalué à $0,43 \times 10^{9}$ m³ (2,7 milliards de barils).

Ces ressources potentielles sont éloignées de la plupart des infrastructures de production existantes, les plus accessibles reposent dans un vaste corridor qui s'étend entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, depuis la limite provinciale par 60 ° de latitude nord (60° N.) jusqu'à la mer de Beaufort. On estime que cette région qui inclut une grande fraction des Territoires du Nord-Ouest et les zones extracôtières adjacentes, contient 49 % du gaz récupérable et 58 % du pétrole du Nord canadien, le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie étant, de loin, le plus riche.

Au nord du 60e parallèle, la production des champs du Sud des Territoires du Nord-Ouest constitue l'ensemble du gaz exporté vers le sud par le réseau provincial d'oléoduc. Le gisement Norman Wells dans la vallée centrale du Mackenzie représente 96 % de la production totale du pétrole. Dans le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, il est proposé que les grands champs gaziers de Taglu du lac Parsons et de Niglintgak soient les principaux champs productifs du PGM. Quelque cinquante autres découvertes faites dans ce bassin se prêteraient à une mise en valeur éventuelle, notamment la découverte d'Amauligak, un important gisement extracôtier de gaz et de pétrole.

Les ressources de gaz découvertes dans les îles de l'Arctique sont comparables à celles de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie mais, à l'heure actuelle, on n'envisage pas une mise en valeur classique des ressources en raison de leur éloignement. Les découvertes les plus prometteuses se trouvent dans le bassin de Sverdrup où des activités d'exploration antérieures ont démontré l'existence des importants champs gazifères Drake Point et Hecla, situés à proximité l'un de l'autre, qui offrent des ressources combinées de 182×10^{9} m³ (6,5 Bpc). Dans cette vaste région à la géologie complexe, d'importants gisements de pétrole attendent d'être découverts et son potentiel pétrolier reste largement inexploré.

Tableau 1: Bilan des ressources découvertes*

Région	Pétrole brut 10^6 m³	Millions de barils	Gaz naturel 10^9 m³	Billions de pieds cubes
Territoires du Nord-Ouest	70,5	(443)	178,3	(6,3)
Nunavut	0,9	(6)	190,7	(6,7)
Zone extracôtière de l'Arctique	193,0	(1214)	506,5	(17,9)
Total	264,4	(1663)	875,5	(30,9)

*Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées.

Tableau 2: Prix des produits de base

	janvier 2005	décembre 2005	Moyenne 2005
Pétrole - $CAN/m³ (prix moyen à Edmonton)	358,58	427,42	436,00
Gaz - $CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	6,71	10,39	8,21

Sources: Ressources naturelles Canada

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministère fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Chaque appel d'offres est précédé d'un appel de demandes de désignation. Ce dernier permet à l'industrie de préciser les lots de terres d'intérêt qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Ces droits sont d'une durée maximale de neuf années. On utilise un seul critère d'évaluation

des soumissions pour déterminer le soumissionnaire retenu. Ce critère est actuellement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis; cette période étant d'une durée de quatre ou cinq années. Le projet doit prévoir le forage d'un puits au cours de la première période du permis.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère consulte et recherche l'appui des collectivités et des organismes autochtones au sujet des conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes, et ce, avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des possibilités de développement économique.

Depuis quelques années, le gouvernement fédéral et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont approuvé la Stratégie sur les aires protégées pour les Territoires du Nord-Ouest, afin de conserver la diversité biologique ainsi que les ressources naturelles et culturelles qui y sont associées. Lors des consultations avec les groupes autochtones concernant l'attribution de droits, un examen des terres protégées est complété afin d'assurer déterminer que des terres ayant été désignées suite à la Stratégie ne sont pas visées par les demandes de désignation ainsi que par les appels d'offres.

Suite aux demandes de désignations qui se terminaient à la fin de décembre 2004, la partie centrale de la vallée du Mackenzie a reçu sept demandes tandis qu'aucune demande n'a été reçue pour la zone du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et pour l'archipel arctique de Nunavut.

Les sept parcelles désignées ont été soumises à un appel d'offres qui se terminait le 17 mai 2005. Les résultats ont été annoncés le 18 mai 2005, et six nouveaux permis de prospection ont été livrés; EL428 à EL433 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, couvrant 446 093 hectares avec un total de 58 125 837 $ de dépenses d'engagement. Une parcelle dans cette dernière zone n'a reçu aucune offre.

À la fin de l'année 2005, trois demandes de désignations ont été lancées; une dans la zone du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort se terminant le 29 novembre 2005, une pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie et l'autre pour l'archipel arctique de Nunavut et les zones extracôtières, les deux se terminant le 20 décembre 2005. Les résultats des ces demandes de désignations ont vues deux parcelles nommées dans la zone du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et six parcelles dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Aucune demande de désignations n'a été reçue dans la région de l'archipel arctique de Nunavut.

Toutes les parcelles désignées ont été soumises à des appels d'offres qui ont été lancés à la fin du mois de décembre 2005 et au début de janvier 2006. Ces appels demeureront en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours.

L'approbation par l'Office National de l'énergie des découvertes importantes, des découvertes exploitables et des plans de mise en valeur

Les attestations de découvertes importantes et des licences de production sont délivrées respectivement à partir des déclarations de découvertes importantes et des déclarations de découvertes exploitables.

L'Office national de l'énergie a délivré huit déclarations de découvertes importantes durant l'année 2005. Toutes ces déclarations étaient dans la région de Arrowhead, tout près de Fort Liard dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, et couvraient les puits exploités par Anadarko Canada Energy Co. L'Office a également reçu deux demandes de déclarations de découvertes importantes durant l'année 2005. Ces demandes, faites par Encana Corporation, portent sur les puits Umiak N-05 et N-16 (EL384) dans la région du Delta du Mackenzie.

Aucune demande de déclaration de découverte exploitable et aucune demande d'approbation d'un plan de mise en valeur ont été reçues ou approuvées en 2005.

Attribution des intérêts en 2005

Six nouveaux permis de prospection ont été émis suite à l'appel d'offres dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, soit les permis EL428 et EL430 à Apache Canada Ltd. et Paramount Resources Ltd.; EL429 et EL432 à BG Canada Exploration and Production, Inc. et International Frontier Resources Corp.; EL431 et EL433 à Petro-Canada.

Bien que huit demandes de déclaration de découverte importante aient été délivrées par l'Office national de l'énergie, trois permis de découverte importante ont été émis dans la vallée du Mackenzie soit la SDL123, SDL124 et la SDL125. Durant l'année 2005, aucune licence de production n'a été émise.

Durant l'année 2005, onze permis de prospection ont cessés par expiration ou par cessation par abandon et deux licences ont été abandonnées partiellement.

Tableau 3: Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres depuis 1995

Région	Nombre de permis	Date d'émission	Durée du permis (en années)
Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	4	Avril 1996	7 (4+3)
Partie centrale de la Vallée du Mackenzie	7	Mai 1997	8 (4+4)
	6	Août 2000	8 (4+4)
	5	Sept. 2001	8 (4+4)
	1	Mai 2003	8 (4+4)
	4	Juin 2004	8 (4+4)
	6	Mai 2005	8 (4+4)
Delta du Mackenzie / mer de Beaufort	2	Jan. 1997	9 (5+4)
	4	Sept. 1999	9 (5+4)
	6	Août 2000	9 (5+4)
	2	Mai 2002	9 (5+4)
	1	Juin 2004	9 (5+4)

Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) en date du 31 décembre 2005

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Total
Archipel arctique	0	1 224	332 882	334 106
Zone extracôtière arctique orientale	0	0	11 184	873 684[1*]
Baie d'Hudson[5]	0	0	0	126 376 [2*]
Mer de Beaufort	864 260	16 618	169 350	1 050 228
Delta du Mackenzie	454 337[4]	2 506	112 037	568 880
Vallée du Mackenzie	1 229 267	32 842	93 684	1 356 759[3*]

* Anciens permis et/ou locations de pionniers

1 Inclut 862 500 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits

2 Inclutl26 376 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits

3 Inclut 28 791 hectares en vertu d'anciens droits

4 Inclut 148 577 hectares (consolidation de la licence EL427)

5 Permis sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord

Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres en date du 31 décembre 2005

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Anciens droits [1]
Archipel arctique	0	1	20	0
Zone extracôtière arctique orientale	0	0	1	30
Baie d'Hudson	0	0	0	8 [2]
Mer de Beaufort	3	1	31	0
Delta du Mackenzie	6	1	34	0
Vallée du Mackenzie	16	21	32	17

[1] Anciens permis et/ou locations de pionniers
[2] Permis sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord

Administration des intérêts

Permis de prospection

À la fin de l'année 2005, il y avait 25 permis de prospection actifs, ce qui inclut les permis de prospection pour lesquels des permis de découverte importante ont été demandés en attente de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) relativement aux demandes de déclaration de découverte importante d'après les travaux de prospection menés. L'ONÉ étudie les données soumises par le demandeur en appui à sa demande de déclaration de découverte importante.

Chaque permis de prospection émis à la suite d'un appel d'offres requiert que le détenteur de l'intérêt soumette 25 p. 100 des dépenses liées aux travaux en dépôt afin d'assurer que ce dernier exécute son engagement de forer un puits durant la première période. Au cours de la deuxième période, des frais de location sont exigés.

Le dépôt requis pour les travaux de la première période et les locations de la deuxième période sont remboursables dès l'achèvement et l'approbation des travaux entrepris dans le cadre du permis.

L'administration des dépôts inclut l'application des dépenses permises qui sont présentées lorsque les travaux de prospection sont terminés. L'administration des dépôts se poursuit tout au long de l'année lors de la réception des nouveaux dépôts pour les locations de la deuxième période et/ou lorsque des modifications sont apportées à ceux qui font déjà partie du système.

Dépôts de garantie gérés en date du 31 décembre 2005

Dépôts remboursables au cours de la première période (remboursement de 1 $ pour chaque 4 $ dépensés) = 112 000 000 de $
Locations remboursables au cours de la deuxième période (remboursement de 1 $ pour chaque 1 $ dépensé) 4 100 000 de $

Retombées économiques

L'article 21de la *Loi sur les hydrocarbures* (la Loi) stipule qu'aucune activité ne peut être entreprise sur des terres domaniales visées par un titre à moins qu'un plan de retombées économiques soit approuvé (l'exemple primaire d'un titre est un permis de prospection délivré conformément à la Loi). Lorsqu'il entreprend des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans les régions marine du Nord, l'exploitant doit s'assurer que les résidents et les entreprises du Nord ont accès, de façon juste et concurrentielle, à des possibilités d'emploi, de formation et d'affaires et que les entreprises et les résidents compétents soient les premiers à être considérés pour ces possibilités. Généralement, l'exploitant visera les services des communautés avoisinantes au projet afin d'assurer un accès équitable à de nouvelles possibilités d'exploitation commerciale.
La nature saisonnière des activités d'exploration pétrolière et gazière de l'industrie dans le Nord s'agence bien avec la double économie des collectivités fondée sur les salaires et sur les activités traditionnelles.

À la fin de 2005, après plusieurs années sans activité dans la zone extracôtière du nord, l'industrie pétrolière est retournée dans la région de la mer de Beaufort en forant un puit. L'accroissement des activités d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et, à un degré moindre, l'exploration continue du delta du Mackenzie et les activités d'aménagement sur les champs existants dans le sud des Territoires du Nord-Ouest ont créé bon nombre de possibilités d'emplois, de formation et d'approvisionnement pour les résidents et les entreprises du Nord. Les collectivités de Deline et de Tulita ont continué à connaître d'importantes activités d'exploration pétrolière et gazière et des niveaux accrus d'emplois et de marchés de services locaux.
La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord dans la région de la capitale nationale travaille en étroite collaboration avec la Division de l'exploitation pétrolière, du bureau régional des Territoires du Nord-Ouest du ministère des Affaires indiennes et du Nord Canadien, à Yellowknife. Depuis 2001, cette Division s'occupe de l'administration des plans des retombées économiques des activités d'exploration dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle garde les communications ouvertes avec les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord et travaille à mieux comprendre les avantages et les préoccupations qu'engendrent ces activités et à sensibiliser le public au sujet des exigences de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) concernant les plans de retombées économiques. La Division assume maintenant la responsabilité pour les discussions annuelles avec les collectivités sur la délivrance des droits.

Tableau 6: Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 [2]	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329 [2]	349,981	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384 [3]	53,961	Encana Corporation	1997.01.06	2006.01.05	✓	2006.01.05	-
EL394	73,155	Chevron Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	42,375,000.00
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	81,876,595.88
EL418	37,436	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1,100,000.00
EL419 [4]	72,311	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	105,293,760.00
EL420 [4]	338,469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224,069,655.56
EL427-404 [4] Area "A"	73,608	BP Canada Energy Co.	2004.09.20	2005.08.14	✓	2009.08.14	151,758,288
EL427-417 [4] Area "B"	18,912	Chevron Canada Resources Ltd.	2004.09.20	2007.05.13		2011.05.13	
EL427-422 [4] Area "C"	56,057	Chevron Canada Resources Ltd.	2004.09.20	2009.06.07	✓	2013.06.07	
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL397	134,565	Husky Oil Operations	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	16,580,000.00
EL399	120,496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	8,400,000.00
EL401	50,188	EOG Resources Canada	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12,750,000.00
EL413	80,464	Dual Exploration Inc.	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	2,000,000.00
EL414	84,880	Apache Oil	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	10,750,000.00
EL421	79,668	Cdn.Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1,108,650.00
EL423	90,632	Husky Oil Operations	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	24,800,000.00

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
EL424	80,608	Paramount	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL425	27,230	Petro-Canada	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	22,000,000.00
EL426	36,728	Paramount	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL428	81,008	Apache Oil	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3,200,000.00
EL429	82,880	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	12,500,000.00
EL430	51,637	Paramount	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3,510,000.00
EL431	78,516	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	2,787,792.16
EL432	64,048	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	4,000,000.00
EL433	88,004	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	32,128,044.96

1 Les titulaires sont à jour au moment de la rédaction du présent rapport, soient en février 2006.

2 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

3 Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.

4 La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures (la Loi)
Notons que, selon les modalités de la fusion, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.

v Exigence en ce qui a trait au puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la période 2. Il peut y avoir d'autres exigences de forage pour un permis émis en échange d'un ancien droit.

Considérations environnementales

Consultations

Avant de lancer un appel de demandes de désignation, des consultations ont lieu auprès des groupes autochtones du Nord pour répertorier les zones sensibles sur le plan environnemental, y compris celles qui présentent un intérêt particulier pour des raisons culturelles ou spirituelles. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien consulte également les autres ministères fédéraux et les organismes gouvernementaux des territoires. Les facteurs environnementaux jouent également un rôle important dans l'attribution des permis d'utilisation du sol et des eaux et de toutes les autorisations de travail. Les résultats de ce processus de consultation se reflètent dans les modalités des appels de demandes de désignation et des appels d'offres.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

Aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) finance des études environnementales et sociales liées à l'exploration et à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures provenant des terres domaniales.

Faisant fond sur la reprise des activités liées au pétrole et au gaz dans le Nord et anticipant le besoin permanent de nouvelles recherches, le conseil de gestion du FEE a prolongé son programme d'étude pour 2005 grâce à une cotisation acceptée par les représentants de l'industrie et approuvée par le ministre. En 2005, le FEE a amassé un montant de 416 522 $.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Activités dans le Nord

On estime à 395 millions de dollars (M$) les dépenses d'exploration pétrolière et gazière en 2005, en hausse des 184 millions dépensés en 2004. Cette estimation englobe les coûts des travaux d'exploration, des forages de délimitation et de développement, des activités de complétion et d'abandon de puits, ainsi que ceux des programmes de levés géophysiques et d'études géologiques. Les coûts des diverses activités liées aux nouveaux puits se chiffrent à 192 M$, ceux des réentrées de puits existants à 144 M$, le reste étant surtout consacré à l'exécution de levés sismiques. Alors qu'en 2004, dix-neuf nouveaux puits avaient été forés, seulement treize ont été creusés en 2005. Onze de ces derniers étaient des puits d'exploration.

Dans l'ensemble, l'effort d'exploration a été soutenu dans le delta du Mackenzie et la vallée centrale du Mackenzie (Sahtu). En contrepartie, dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest on dénote une chute marquée d'activité par rapport à 2004 : on n'y a foré aucun puits d'exploration et seulement deux nouveaux puits de développement dans les collines Cameron. Toutefois, on a réentré différents puits pour les reconditionner afin de stimuler leur production.

Les activités de forage sont résumées au tableau 7. La longueur totale de l'ensemble des forages pratiqués dans les Territoires du Nord-Ouest (y compris les puits d'exploration et de développement) est légèrement plus courte, passant de 24 893 m en 2004, à 28 418 m en 2005. Cette baisse est compensée par le fait que 88 % des forages étaient exploratoires, alors qu'en 2004, 64 % des puits étaient de ce type. Aucune activité de forage de pétrole et de gaz dans le Nunavut et la zone extracôtière.

Dans la vallée centrale du Mackenzie, les forages exploratoires ont surtout été exécutés près du lac Maunoir, à 50 km au nord-de Colville Lake. Dans cette région, l'exploitant Apache/Paramount a foré trois puits dans la zone EL399 et deux autres dans la zone EL414, près du lac Turton, à quelques 75 km au nord de Norman Wells. En outre, on a réentré deux puits du site du gisement gazier de Nogha.

Dans la plaine du Mackenzie, à 60 km au sud de Tulita, Husky Energy agissant comme exploitant pour ses partenaires Northrock Resources, EOG REsources Canada, Pacific Rodera Energy et International Frontier Resources a foré deux puits : le premier dans la zone EL397 et le second dans la région de Sahtu, sur le bloc de terres privées M-38. Par la suite, ces entreprises ont annoncé que, dans la zone EL399, le puits Summit Creek B-44 présentait un débit considérable de gaz et de pétrole. Husky a présenté des résultats de tests indiquant un débit combiné de gaz d'environ 20 millions de pieds cubes par jour (567×10^3 m^3/j), plus de 6 000 barils (954 m^3/j) par jour de brut léger et de condensats, et de 1 000 barils d'eau par jour (159 m^3/j), pour l'un des deux intervalles de tests. La découverte de Summit Creek est la première dans la vallée centrale du Mackenzie depuis celle de Norman Wells en 1920. (Communiqué de presse de Husky Energy Inc., du 12 octobre 2005).

En 2005, on a foré cinq puits d'exploration, dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Sur terre, dans la zone EL427 (ouest de l'Île Richards), Chevron a foré trois puits déviés exploratoires (Olivier H-01, 2H-01 et 3H-01) sur la même plate-forme d'exploration. Au nord-est du delta du Mackenzie, Encana a poursuivi son programme de forage entamé en 2004 avec un deuxième puits Umiak dans la zone EL384.

En décembre, Devon Canada a commencé un nouveau puits extracôtier dans la mer de Beaufort, au site du puits Paktoa dans la zone EL420. Celui-ci fut le premier puits foré dans le plancher de la mer de Beaufort, il y a seize ans. Pour forer le nouveau puits, Devon a reconditionné l'unité de forage extracôtier à caisson d'acier qu'elle a fait remorquer en automne 2005 et lester sur le plancher en attendant l'apparition de la banquise fixée à la terre, condition préalable au début du forage, à la fin de l'année. À cet endroit, la mer est profonde de 13,2 m.

Le 28 décembre 2004, les travaux de forage ont commencé dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest (réentrées), le 31 janvier, ceux de la vallée centrale du Mackenzie, et, le 4 février, ceux du delta du Mackenzie. On arrêté le forage hivernal le 6 avril 2005 dans la vallée centrale du Mackenzie, et le 23 avril dans le delta du Mackenzie

En 2005, l'Office national de l'énergie a autorisé l'industrie à entreprendre douze programmes d'études géophysiques et géologiques. De ce nombre, six étaient des programmes de mesures sismiques sur le terrain, soient 564 km de levés bidimensionnels lors de quatre programmes, et 635 km^2 de levés tridimensionnels, au cours de deux autres. L'Office a, de plus, autorisé un programme géotechnique, trois programmes d'études géologiques sur le terrain, et deux levés gravimétriques. Le tableau 8 présente un résumé des programmes géologiques et géophysiques.

Tableau 7: Statistique sur le forage - 2005

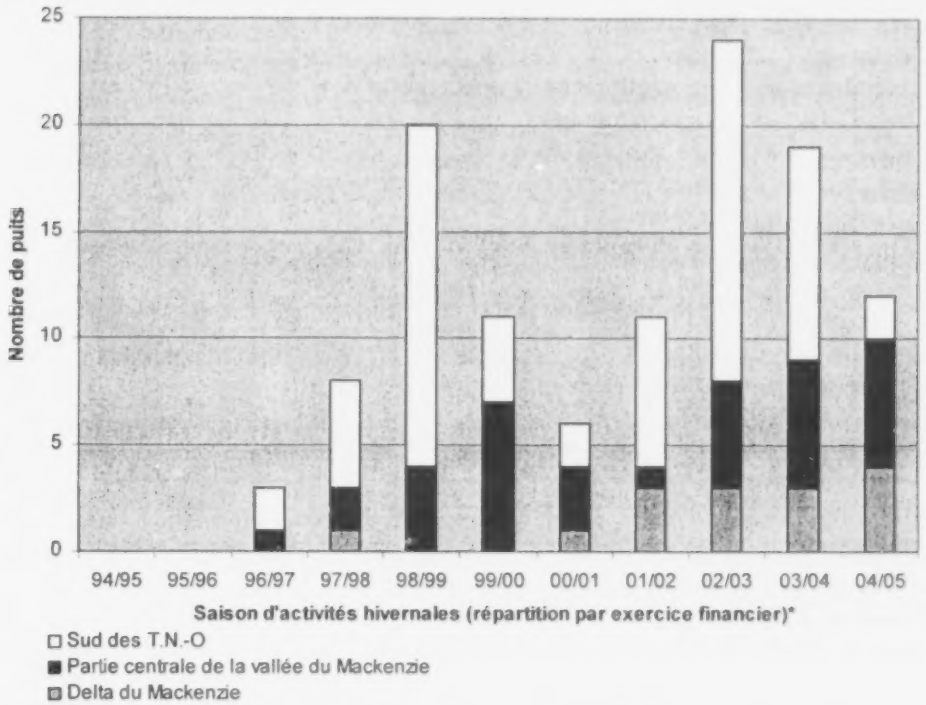
Nom du puits	LAT	LONG	CLASSE[1]	Profondeur du puits (m)	metres 2004 (m)	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux [2]	Unité de forage	Permis de prospection [3]
Partie Sud des Territoires du Nord-Quest										
PARAMOUNT ET AL CAMERON 2F-73	60.0401	-117.4914	D	1558	1562	6-Mar-05	17-Mar-05	P&S	Precision 247	PL004
PARAMOUNT ET AL CAMERON 2M-73	60.0479	-117.4922	D	1494	1522	20-Mar-05	28-Mar-05	P&S	Precision 247	PL004
Partie centrale de la vallée du Mackenzie										
APACHE PARAMOUNT LAC MOUNOIR A-67	67.2677	-125.1912	E	937	1070	31-Jan-05	22-Feb-05	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT EAST LAC MAUNOIR L-80	67.3285	-124.9969	E	945.8	1221	15-Feb-05	11-Mar-05	P&S	Nabors 8	EL399
APACHE PARAMOUNT TURTON LAKE G-47	65.9403	-126.6381	E	1856.5	1465	24-Feb-05	30-Mar-05	P&S	Nabors 62	EL414
APACHE PARAMOUNT LAC MAUNOIR E-35	67.2410	-125.1211	E	937	1011	26-Feb-05	11-Mar-05	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT TURTON LAKE L-23	65.8772	-126.5861	E	1925.5	551	15-Mar-05	30-Mar-05	P&S	Nabors 62	EL414
NORTHROCK ET AL SAH CHO L-1	64.5348	-125.7423	E	3700	3674	23-Jan-05	26-Mar-05	P&S	Akita 51	M39
Delta du Mackenzie										
CHEVRON ET AL OLIVIER H-01	69.1719	-136.0040	E	3510	3480.5	19-Dec-04	9-Apr-05	P&S	Akita 63	EL422
CHEVRON ET AL OLIVIER 2H-01	69.1719	-136.0040	E	3140	3092	10-Mar-05	23-Apr-05	P&A	Akita 63	EL422
CHEVRON ET AL OLIVIER 3H-01	69.1719	-136.0040	E	3140	2696	9-Apr-05	25-Apr-05	P&S	Akita 63	EL422
ENCANA ET AL UMIAK N-05	69.4157	-134.2722	E	3625	3549.4	23-Jan-05	8-Apr-05	P&S	Akita 62	EL394
DEVON PAKTOA C-60	69.6525	-136.4867	E	2165		5-Dec-05		P&S	SDC	EL420

[1] Classe: E=puits de prospection; D=puits de délimitation; P=puits de développement
[2] État des travaux: P&S= Bouché et suspendu; P&A= Bouché et abandonné; PR=production
[3] Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestations de découverte importante; SA=terres Sahtu

Tableau 8: Acquisition de données sismiques

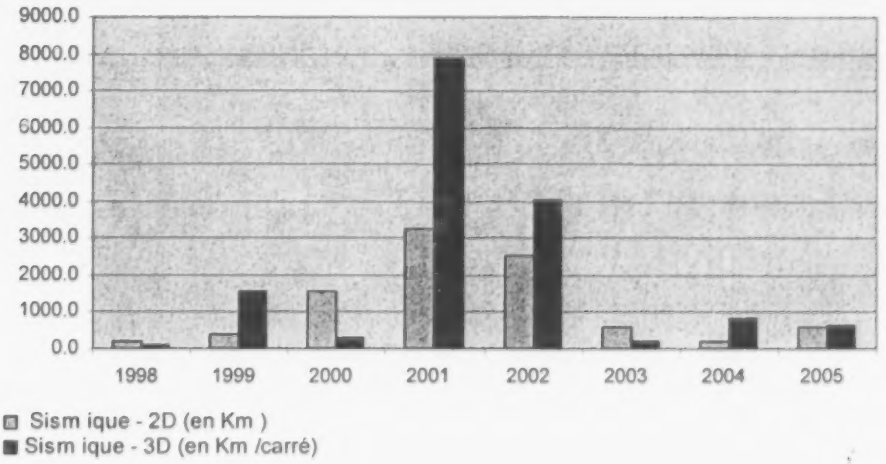
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Sismique - 2D (en Km)	171,0	381,0	1554,0	3251,0	2506,0	586,0	189,0	564,0
Sismique - 3D (en Km/carré)	94,5	485,0	307,0	7893,0	4060,0	194,0	804,0	635,0

Diagramme 1: Puits forés



*Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

Diagramme 2: Acquisition de données sismiques



MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

À la fin de l'année, six champs étaient en production dans les Territoires du Nord-Ouest. Aucun champ ne l'était cependant au Nunavut ou au large des côtes dans les eaux de l'Arctique. Parmi les champs en production, trois champs gaziers et un champ pétrolier et gazier se trouvent dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Ces champs sont tous exploités par la Paramount Resources Ltée. L'un des champs situé à proximité de Fort Liard (le champ « P-66A ») a été abandonné au cours de l'année. Les trois champs toujours en production situés à proximité de Fort Liard sont reliés au réseau de pipelines en Colombie-Britannique au moyen de petits pipelines transfrontaliers, et à Bistcho en Alberta pour le champ des collines Cameron situé plus à l'est. L'important champ pétrolifère de Norman Wells, situé dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, est le champs d'attache nordique de l'oléoduc de Norman Wells, exploité par la Enbridge Inc., qui s'étend jusqu'à Zama, en Alberta. Le gaz du champs d'Ikhil, situé dans le delta du Mackenzie, est acheminé au moyen d'un pipeline de 50 kilomètres jusqu'à Inuvik, où il est utilisé pour la production d'électricité et le chauffage.

La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2005 s'élevait à 467,2 x 10^6 m^3 (16,5 milliards de pieds cubes), soit 34,5 p. 100 de moins que l'année précédente. Cette diminution est en grande partie attribuable à une baisse de 60 p. 100 de la production du champ de Fort Liard « K-29 ».

La production totale de pétrole se situait à 1 089,8 x 10^3 m^3 (6,85 millions de barils), ce qui représente un fléchissement de 12 p. 100 par rapport à l'année précédente. Quatre-vingt-seize pour cent (96 p. 100) de la production totale venait du champ de Norman Wells, exploité par la compagnie pétrolière Imperial Oil Ltée. La réduction de volume globale témoigne du déclin constant anticipé de la production du champ de Norman Wells. Le reste de la production, soit 4,3 p. 100, venait du champ de Paramount dans les collines Cameron, situé dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

Tableau 9: Production de pétrole et de gaz

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Production de pétrole (milliers de m^3)						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	1434.3	1432.2	1375.4	1254.6	1186.7	1042.6
Cameron Hills (G010 - Paramount)			1.1	28.5	48.6	47.2
Total	**1434.3**	**1432.2**	**1376.5**	**1283.1**	**1235.3**	**1089.8**
Production de gaz (millions de m^3)						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	125.6	130.2	123.3	108.6	103.7	102.4
Ikhil (G005 - AltaGas)	10.0	13.2	14.8	15.2	16.1	15.7
Fort Liard (G-006 -"F-36" - Paramount)	66.3	71.8	38.8	16.5	11.2	50.7
Fort Liard (G007 - "K-29" - Paramount)	490.1	1213.6	834.1	680.3	465.4	203.3
Southeast Fort Liard (G009 - "N-01" - Paramount)		33.2	61.9	51.1	48.1	38.8
Cameron Hills (G010 - Paramount)			124.1	98.9	68.5	56.3
Total	**769.2**	**1472.9**	**1197.0**	**980.4**	**713.0**	**467.2**

Diagramme 3: Production du pétrole

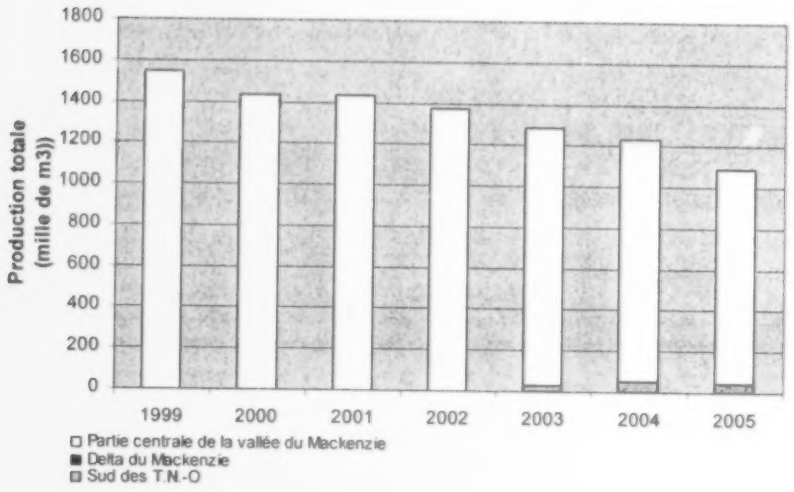


Diagramme 4: Production du gaz

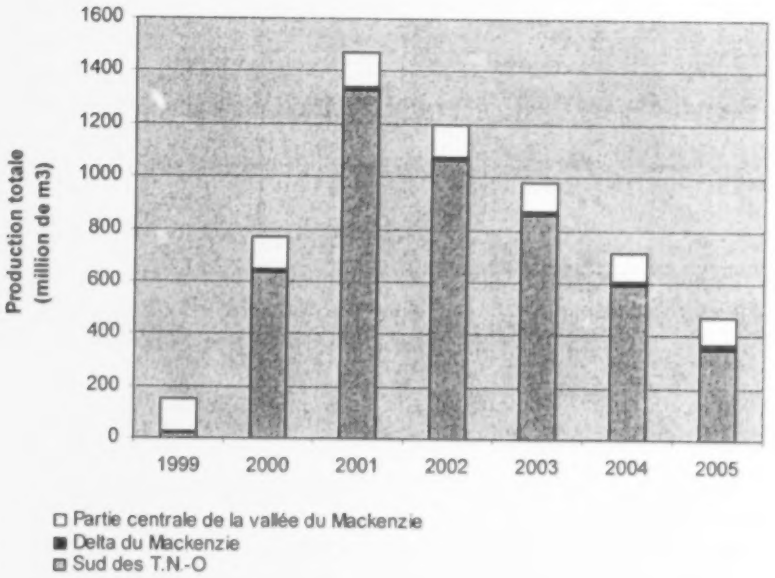
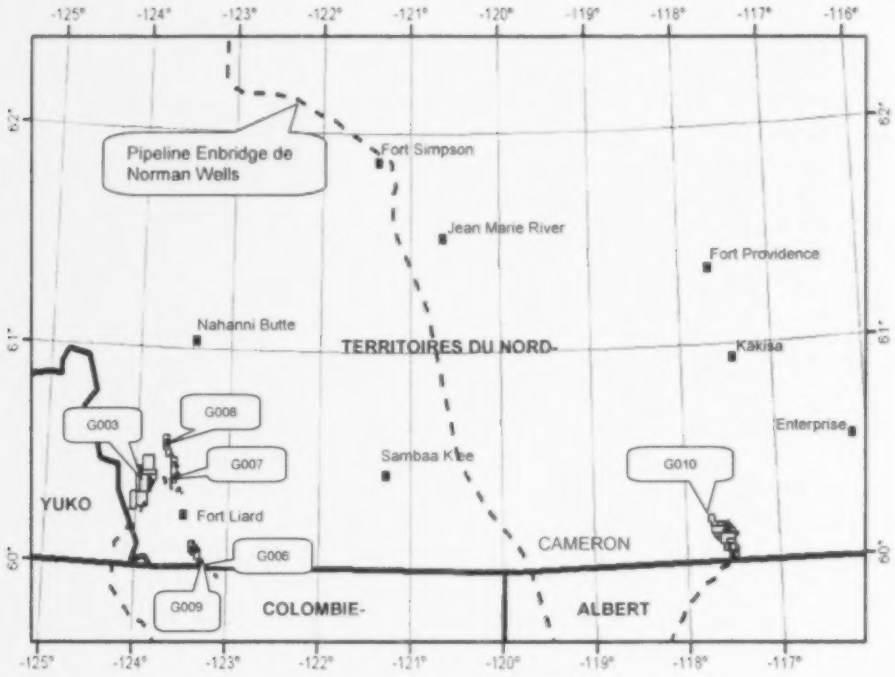


Diagramme 5: Champs productifs - partie sud des Territories du Nord-Ouest



code de gisement	nom du champs	permis
G003	Pointed Mountain	PPL 01- 09
G006	Paramount Fort Liard "F-36"	PL 07, PL08
G007	Chevron Fort Liard "K-29"	PL09, PL11
G008	Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A"	PL10
G009	Paramount Southeast Fort Liard "N-01"	PL12
G010	Paramount Cameron Hills	PL03-05, PL13-18

LES REDEVANCES

Les redevances perçues sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord, pour l'année civile 2005, se sont chiffrées à 16 053 210 $. Le fléchissement de 22 p. 100 des redevances est en grande partie attribuable à la diminution de la production de pétrole et de gaz naturel dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Dans le calcul des redevances, la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel a permis de compenser, en partie, la baisse de production.

Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadien)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Redevances	13 433 264	24 656 709	21 751 369	24 492 180	20 558 915	16 053 210
Locations	2 800	993	2 621	978	61 111	66 500
Assurance/frais d'enregistrement	51 589	12 733	17 800	5 471	8 600	13 500
Renonciation aux depots sur les travaux	1 342 385	0	2 392 150	954 812	16 933 374	26 228 000
Total	14 830 038	24 670 435	24 163 940	25 453 441	37 562 000	42 361 210

Examen de la réglementation

Un projet en cours vise à examiner et moderniser le Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales. Il a pour objectifs de déterminer quelles dispositions du règlement peuvent être modernisées afin de mieux répondre aux exigences actuelles en matière de détails pratiques d'exploitation, de renforcer les critères de responsabilité au chapitre des redevances et les mesures de garantie de versement de celles-ci, d'accroître l'application équitable du règlement et de simplifier l'administration des redevances.

Vérifications et évaluations

Une nouvelle vérification a été amorcée en 2005. Une deuxième vérification entreprise en 2004 était toujours en cours. Une cotisation a été émise durant l'année basée sur une vérification complétée en 2004.

Administration des redevances

Le développement d'un système d'administration des redevances sur le Web incluant la refonte et la rationalisation des formulaires de redevances était en cours. Les représentants de l'industrie ont participé activement à ces deux projets qui seront complétés en 2007.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord Canada compte plusieurs sources d'information sur le pétrole et le gaz, l'environnement et l'utilisation des terres. Pour obtenir des renseignements précis, veuillez inclure le nom de la source appropriée dont la liste est donnée plus bas, accompagné de l'adresse postale du Ministère.

Adresse postale

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Gestion des ressources pétrolières et gazières
Affaires indiennes et du Nord Canada
OTTAWA ON K1A 0H4

Par messager seulement

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
10e étage, 25 rue Eddy
GATINEAU QC K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Des renseignements sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Régime foncier- Téléphone : (819) 997-0221.

Des renseignements sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, les notifications, et les cartes - Administrateur des droits, Bureau du directeur, téléphone : (819) 953-8529.

De l'information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal, téléphone : (819) 953-8722.

De l'information sur les exigences du régime des avantages associées aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du Ministère dans les Territoires du Nord-Ouest - Téléphone : (867) 669-2618; pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord, l'information est disponible auprès de la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord - Téléphone : (819) 994-0348.

Des renseignements sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - Téléphone : (819) 953-9488.

Division du développement du pétrole et des avantages
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50e rue, Case postale 1500
YELLOWKNIFE NT X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618
Télécopieur : (867) 669-2409 / Fax: (867) 669-2409

Autres sources d'information

On peut obtenir aussi de l'information concernant les sujets suivants, aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :

- Bureau du soutien de la réglementation : renseignements sur l'exploration, la mise en valeur, la production, le transport par pipeline et l'exportation;
- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.
- Direction générales de l'environnement : secrétariat du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement.

Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue Sud-Ouest
CALGARY AB T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 - 33e Rue Nord-Ouest
CALGARY AB T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Télécopieur : (403) 292-5377

Information sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Iris A. Hardy
Conservateur, Collection Nationale d'échantillons géoscientifique marins
Commission géologique du Canada, Atlantique
Entreposage des carottes et laboratoire
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
DARTMOUTH NS B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Courriel : ihardy@nrcan-rncan.gc.ca